

(19) RU (11) 2179234 (13) C1  
(51) 7 E21B43/00

(12) Description of Patent of the Russian Federation

(14) Date of Publication: 2002.02.10

(21) Application Number: 2000112579/03

(22) Filing Date: 2000.05.19

(24) Date of Patent: 2000.05.19

(45) Published: 2002.02.10

(56) Invention Equivalents: RU 2034132 C1, 30.04.1995. RU 2024736 C1, 15.12.1994. RU 2046930 C1, 27.10.1995. RU 2078909 C1, 10.05.1997. RU 2082874 C1, 27.06.1997. RU 2102583 C1, 20.01.1998. US 5311936 A, 17.05.1994.

(71) Applicant: Public Joint-Stock Company "Tatneft"

Tatar Research and Designing Oil Institute "TatNIPIneft"

(72) Inventor: Valovsky V.M., Salimov V.G., Salimov S.V.

(73) Patentee: Public Joint-Stock Company "Tatneft"

Tatar Research and Designing Oil Institute "TatNIPIneft"

#### **(54) METHOD OF DEVELOPING WATER-FLOODED OIL RESERVOIR**

The invention is related to the oil industry, in particular, to the methods of developing a bedded oil reservoir and may be used for maintaining reservoir pressure by injecting associated water to reduce energy costs. It reduces material expenses of oil production by combining functions of a production and injection well and returning a part of the produced water back to the producing formation to support the reservoir pressure without upwelling.

Essence of the Invention: According to the method, vertical wells are drilled and horizontal wellbores are sidetracked from them. A deep-well pump is lowered into the vertical wellbore. The oil is extracted from the well to the surface. Initially, a vertical well is drilled. A producing formation is tapped by perforation. The oil is extracted from the producing formation until it is depleted. Only then a horizontal wellbore is sidetracked. The kick-off point of the horizontal wellbore is located lower than a dynamic fluid level. The same producing formation is perforated in an auxiliary wellbore. Then, a double-displacement pump is lowered into the vertical wellbore. The pump suction is positioned above the kick-off point. The pump is provided with a liner-packer combination. It is positioned in the interval from the kick-off point to the top of the producing formation in a vertical wellbore. The well is operated in such a way that the oil-associated water pumped from the auxiliary horizontal wellbore is injected into the same formation through the vertical wellbore without upwelling. 1 il.

#### **DESCRIPTION OF THE INVENTION**

The invention proposal is related to the oil industry, in particular, to the methods of developing a bedded oil reservoir and may be used for maintaining reservoir pressure by injecting associated water to reduce energy costs.

The method is known that provides development of a multilayer oil (gas) field [see Pat. RU N 2038464, Cl. E 21B 43/10, 43/12, Bulletin of Inventions N 18, 1995] comprising the following steps: making reservoir caverns in a rock around production wells above producing formations or in the upper near-roof part of an overlying producing formation, equipping wells with tubing

strings, feeding the extracted product to the middle part of caverns, separating water from hydrocarbons and withdrawal of hydrocarbons from the upper part of the cavern, with the caverns being made in wells of two or more oil-producing formations. In this case, at least in one of the wells the water separated in the cavern from the product of an overlying producing formation is fed to an underlying producing formation and simultaneously at least in one of the wells the water separated in the cavern from the product of an underlying producing formation is fed to an overlying producing formation without upwelling.

Disadvantage of the method is that, firstly, it requires two formations, stratum waters of which are compatible, i.e. when mixed, no solid deposits are produced, secondly, essence of this method implies the flow production, thirdly, when the flow production is used, it is difficult to select formations in which the required balance of reservoir pressures would be maintained to implement the method.

The method of developing a massive oil field [see Pat. RU N 2095551, Cl. E 21 B 43/20, Bulletin of Inventions N 31, 1997] is also known. The method provides combining vertical and horizontal wellbores in one well to tap one and the same production formation. An artificial-lift method is used for operation of this well by cyclically injecting into and extracting from different wellbores of the well. For this purpose, the well is reequipped each time for injecting into or extracting from parallel wellbores resulting in extra material expenses.

Another disadvantage is that the associated water in the extraction cycle lifts to the surface to be injected again into the same well and the same formation during the injection cycle. This leads to substantial unproductive expenses for upwelling the associated water.

The method being most similar to the claimed method in terms of technical essence and results obtained is the method of producing oil from horizontal wells [see Pat. RU N 2034132, Cl. E 21 B 43/30, Bulletin of Inventions N 12, 1997] comprising drilling a horizontal well and a vertical wellbore from it located below a kick-off point of the main wellbore of a horizontal well, lowering a deep-well pump into the vertical wellbore and extracting oil from the well to the surface.

Disadvantage of the known method is that the vertical wellbore performs only technological functions, i.e. it is used for mounting the deep-well pump and is not in direct hydraulic communication with a production formation. In addition, operation of water-flooded reservoirs is low-efficient since the pump lifts the associated water to the surface that requires high-energy input and also material expenses associated with the use of additional equipment – a cooling liquid tube.

The engineering problem to be solved is to provide such a method of developing an oil reservoir that would combine the functions of a production and injection well with minimal energy and material input.

The object of the proposed invention is to reduce oil extraction material expenses by combining functions of production and injection wells and returning part of the produced water back to the producing formation to maintain the reservoir pressure without upwelling.

The object set is achieved by using the described method of developing a water-flooded oil reservoir comprising drilling a vertical well and sidetracking horizontal wellbore from it, lowering a deep-well pump into the vertical well and extracting oil from the well to the surface.

Novelty of the invention is that initially a vertical well is drilled, a producing formation is tapped by perforation, the oil is extracted from the producing formation until it is depleted, then a horizontal wellbore is sidetracked, with a kick-off point of the horizontal wellbore being located lower than a dynamic fluid level, the same producing formation is perforated in an auxiliary wellbore, then a double-displacement pump is lowered into the vertical wellbore so that the oil pump suction is positioned above the kick-off point of the auxiliary wellbore and water pump suction – below this point, the pump is provided with a liner-packer combination positioned in the interval from the kick-off point to the top of the producing formation in a vertical wellbore and the well is operated in such a way that the oil-associated water pumped from the auxiliary horizontal wellbore is injected into the same formation through the vertical wellbore to maintain reservoir pressure without upwelling.

The claimed combination of distinctive features is not known from available sources of patent and scientific and technical literature. Therefore, the method claimed meets the “patentable novelty” criterion.

The drawing illustrates the diagram of placing a deep-well pumping equipment in a vertical well with a sidetracked horizontal wellbore.

The method is implemented in the following sequence:

A vertical producing well 1 is drilled on a reservoir. A producing formation 3 is tapped by perforation 2. A deep-well pumping equipment (single-action pump) is mounted and the well is operated until the producing formation is depleted. Then the deep-well pumping equipment is lifted from the well and a horizontal wellbore 4 is sidetracked in this well in the direction of an unexhausted zone of the formation. A kick-off point of the horizontal wellbore 5 is located below a dynamic fluid level 6 in the well so that fluid from the auxiliary horizontal wellbore can flow to the vertical well. Then, the same producing formation 2 is perforated 7 in the auxiliary horizontal wellbore.

A double-displacement pump 8 is lowered into the vertical wellbore so that the an oil pump suction 9 is positioned above the kick-off point of the auxiliary wellbore 5 and a water pump suction 10 – below this point. The pump is provided with a liner 11 to pump via it the associated water to an injection zone. A packer 12 is mounted on the liner. The wellbore of the vertical level forms a gravity separator from a dynamic level 6 to the packer 12 in which water and oil are separated based on the specific weights. The water-oil interface in the well establishes at the kick-off point level since the oil flowing from the auxiliary wellbore to the well floats up on top of water, with only water being below the kick-off point.

The double-displacement pump 8 owing to its positioning relative to the kick-off point 5 draws water from a lower part of the gravity separator through the pump suction 10 and injects it via the liner 11 to an exhausted area of the producing formation 2 partially compensating reduction in reservoir pressure caused by fluid withdrawal from the same formation via an auxiliary horizontal wellbore 4. The double-displacement pump simultaneously draws an oil-water mixture from the upper part of the gravity separator through the pump suction 9 and pumps it up to the surface.

The wellbore of the vertical well 1 below the kick-off point 5 functions as an injection well, while above the kick-off point 5 – as a producing well. In this case, the quantity of lifted associated water reduces because it is returned to the producing formation 3 via the liner 11 and perforation 2.

Operating wells according to the proposed method makes it possible to:

1. Combine functions of a production and injection well in one well.
2. Prevent the reservoir pressure from decreasing and save water for the reservoir pressure maintenance system by returning the associated water.
3. Reduce power costs for water upwelling, treatment and injection.
4. Reduce water cutting of well production, thereby reducing costs for oil pumping and dehydration.
5. Reduce oil loss and improve conservation of mineral resources compared to the method of discharging the associated water to another formation.

### **Embodiment of the Invention**

A water cut rate of a vertical well used to exploit Devonian formation at a depth of 1,700 m reached 75%. A single-action pump with a plunger diameter of 44.5 mm operated in the well. The dynamic level was at a depth of 700 m. A decision was taken to convert it to operation according to the method provided.

After removal of the operation equipment from the well, a horizontal wellbore 4 was sidetracked, with the kick-off point 5 being at a depth of 1,000 m, and the same producing formation 3 was tapped with perforation 7. The single-action pump was replaced by a double-displacement pump. A decision was made to maintain the fluid production capacity of the well at the same level and with the same pumpdown performance.

For this purpose, an approximate relationship should be satisfied:

$$D_{\text{nn}}^2 \approx D_{\text{n}}^2 + D_{\text{B}}^2 \quad (1)$$

where

$D_{\text{nn}}$  - diameter of single-action pump plunger, mm;

$D_{\text{n}}$  - diameter of oil double-displacement pump plunger, mm;

$D_{\text{B}}$  - same for water, mm.

To prevent oil from being drawn by the water pump plunger and injected back to the formation, the following condition should be satisfied:

$$\frac{D_{\text{n}}^2}{D_{\text{B}}^2} \geq \frac{1-B}{B} \quad (2)$$

where

$B$  – water cuttings of well production, %.

We find  $D_{\text{n}} = 27$  mm,  $D_{\text{B}} = 38$  mm by selecting from standard plunger sizes. Both conditions are satisfied. The selected double-action pump provides somewhat higher capacity (by 9.7%) with

the same pumpdown performance. The oil will be pumped up to the surface partially with water under such plunger diameter ratio.

Then, the water cuttings of well production is assessed using such lift method. The quantity of fluid being lifted to the surface is proportional to  $D_H^2$ . Then, the quantity of oil contained in the well production with the given water cut and double-displacement pump capacity is proportional to:

$$(D_H^2 + D_B^2) (1-B) \quad (3)$$

whence it follows that the resulting water cuttings of well production is:

$$B_{pe3} = 1 - \frac{1 + \left[ \frac{D_B}{D_H} \right]^2}{D_H^2} (1-B) \quad (4)$$

Substitution of values in the formula (4) produces the value  $B_{pe3} = 25.5\%$ .

Therefore, lift operation of the given well according to the method provided reduces the water cut rate from 75% to 25.5%, with the associated water being returned to the same formation.

Technical and economic efficiency of the provided method for developing the water-flooded oil reservoir is the result of combining functions of production and injection wells in one well, returning a part of the produced water back to the producing formation and reducing oil extraction material expenses.

## CLAIMS

The method of developing a water-flooded oil reservoir comprising drilling vertical wells and sidetracking horizontal wellbore from it, lowering a deep-well pump into the vertical well and extracting oil from the well to the surface characterized in that initially a vertical well is drilled, a producing formation is tapped by perforation, the oil is extracted from the producing formation until it is depleted, then a horizontal wellbore is sidetracked, with a kick-off point of the horizontal wellbore being located lower than a dynamic fluid level, the same producing formation is perforated in an auxiliary wellbore, then a double-displacement pump is lowered into the vertical wellbore so that the oil pump suction is positioned above the kick-off point of the auxiliary wellbore and water pump suction – below this point, the pump is provided with a liner-packer combination positioned in the interval from the kick-off point to the top of the producing formation in a vertical wellbore and the well is operated in such a way that the oil-associated water pumped from the auxiliary horizontal wellbore is injected into the same formation through the vertical wellbore without upwelling.

## DRAWINGS

Figure 1

(19) RU (11) 2179234 (13) C1

(51) 7 E21B43/00



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ  
СОБСТВЕННОСТИ,  
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ  
(РОСПАТЕНТ)

## (12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ

к патенту Российской Федерации

Статус: по данным на 15.01.2007 - действует

(14) Дата публикации: 2002.02.10

(21) Регистрационный номер заявки: 2000112579/03

(22) Дата подачи заявки: 2000.05.19

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
2000.05.19

(45) Опубликовано: 2002.02.10

(56) Аналоги изобретения: RU 2034132 C1, 30.04.1995.  
RU 2024736 C1, 15.12.1994. RU 2046930 C1,  
27.10.1995. RU 2078909 C1, 10.05.1997. RU  
2082874 C1, 27.06.1997. RU 2102583 C1,  
20.01.1998. US 5311936 A, 17.05.1994.

(71) Имя заявителя: Открытое  
акционерное общество "Татнефть"  
Татарский научно-  
исследовательский и проектный  
институт нефти "ТатНИПИнефть"

(72) Имя изобретателя: Валовский В.М.;  
Салимов В.Г.; Салимова С.В.

(73) Имя патентообладателя: Открытое  
акционерное общество "Татнефть"  
Татарский научно-  
исследовательский и проектный  
институт нефти "ТатНИПИнефть"

### (54) СПОСОБ РАЗРАБОТКИ ОБВОДНЕННОЙ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ

Изобретение относится к нефтяной промышленности, в частности к способам разработки нефтяной залежи пластового типа, и может быть использовано для поддержания пластового давления путем закачки попутной воды при снижении энергетических затрат. Обеспечивает сокращение материальных затрат на добычу нефти за счет совмещения функций добывающей и нагнетательной скважин и возврата части попутно добываемой воды обратно в продуктивный пласт для поддержания пластового давления (ППД) без подъема ее на поверхность. Сущность изобретения: по способу осуществляют бурение вертикальных скважин и боковых горизонтальных стволов от них. В вертикальный ствол спускают глубинный насос. Отбирают нефть из скважины на поверхность. При этом сначала бурят вертикальную скважину. Вскрывают перфорацией продуктивный пласт. Нефть из пласта извлекают до истощения продуктивного пласта. Только затем бурят боковой горизонтальный ствол. При этом точку отхода горизонтального ствола располагают ниже динамического уровня жидкости в скважине. В боковом стволе перфорируют тот же продуктивный пласт. Затем в вертикальном стволе устанавливают насос двойного действия. Прием насоса для нефти располагают выше точки отхода бокового ствола. Прием насоса для воды располагают ниже точки отхода бокового ствола. Насос снабжен хвостовиком с пакером. Его устанавливают в интервале от точки отхода до кровли продуктивного пласта в вертикальном стволе. Скважину эксплуатируют так, что воду, поступившую вместе с нефтью из бокового горизонтального ствола, закачивают в тот же пласт через вертикальный ствол без ее подъема на поверхность. 1 ил.

### ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ

Предложение относится к нефтяной промышленности, в частности к способам разработки нефтяной залежи пластового типа, и может быть использовано для поддержания пластового давления путем закачки попутной воды при снижении энергетических затрат.

Известен способ разработки многопластового нефтяного (газового) месторождения [см. пат. RU N 2038464, кл. E 21 B 43/10, 43/12, БИ N 18, 1995 г.], включающий создание в породе вокруг добывающих скважин выше продуктивных пластов или в верхней прикровельной части вышележащего продуктивного пласта резервуаров-каверн, оборудование скважин колоннами лифтовых труб, подачу добываемой продукции в среднюю часть каверн, отделение воды от углеводородов и отбор углеводородов из верхней части каверн, при этом каверны сооружают в скважинах двух и более разрабатываемых пластов. Причем по крайней мере в одной из скважин отделенную в каверне воду из продукции вышележащего продуктивного пласта направляют в нижележащий продуктивный пласт и одновременно с этим по крайней мере в одной из скважин отделенную в каверне воду из продукции нижележащего продуктивного пласта направляют в вышележащий продуктивный пласт без подъема на поверхность.

Недостатком способа является то что, во-первых, способ предполагает необходимость двух пластов, пластовые воды которых химически совместимы, т. е. не выделяют твердых осадков при их смешении. Во-вторых, этот способ по своему смыслу предполагает возможность осуществления фонтанной эксплуатации. В-третьих, при фонтанной эксплуатации трудно подобрать пласты, в которых существовал бы необходимый для реализации метода баланс пластовых давлений.

Известен также способ разработки нефтяного месторождения массивного типа [см. пат. RU N 2095551, кл. E 21 B 43/20, БИ N 31, 1997 г.]. Способ предусматривает совмещение в одной скважине вертикального и горизонтального стволов, вскрывающих один и тот же продуктивный пласт. Эксплуатация такой скважины осуществляется механизированным способом путем циклической смены закачки и отбора в разные стволы скважины. Для этого каждый раз скважину переоборудуют для закачки или отбора в параллельные стволы, что влечет за собой дополнительные материальные затраты.

Другим недостатком является то, что попутная вода в цикле отбора поднимается на поверхность, чтобы затем в цикле закачки быть закачанной снова в ту же скважину и в тот же пласт. Это приводит к значительным непроизводительным затратам на подъем попутной воды.

Наиболее близким по технической сущности и достигаемому результату к предлагаемому является способ добычи нефти из горизонтальных скважин [см. пат. RU N 2034132, кл. E 21 B 43/30, БИ N 12, 1997 г.], включающий бурение горизонтальной скважины и вертикального ствола от нее, расположенного ниже точки начала отклонения основного ствола горизонтальной скважины, спуск в вертикальный ствол глубинного насоса и отбор нефти из скважины на поверхность.

Недостатком известного способа является то, что имеющийся в наличии вертикальный ствол выполняет только технологические функции, а именно используется для размещения глубинного насоса и не имеет непосредственной гидравлической связи с продуктивным пластом. Кроме того, низкая эффективность при эксплуатации обводненных залежей, т. к. насос поднимает на поверхность попутную воду, что требует больших энергетических затрат, а также материальных затрат за счет использования дополнительного оборудования - трубы для охлаждающей жидкости.

Решаемая техническая задача состоит в том, чтобы создать такой способ разработки нефтяной залежи, который позволил бы совместить функции добывающей и нагнетательной скважины при минимальных энергетических и материальных затратах.

Целью предлагаемого изобретения является сокращение материальных затрат на добычу нефти за счет совмещения функций добывающей и нагнетательной скважин и возврата части попутно добываемой воды обратно в продуктивный пласт для поддержания пластового давления (ППД) без подъема ее на поверхность.

Поставленная цель достигается описываемым способом разработки обводненной нефтяной залежи, включающим бурение вертикальной скважины и бокового горизонтального ствола от нее, спуск в вертикальный ствол глубинного насоса и отбор нефти из скважины на поверхность.

Новым является то, что сначала бурят вертикальную скважину, вскрывают перфорацией продуктивный пласт, извлекают нефть до истощения продуктивного пласта, затем бурят боковой горизонтальный ствол, при этом точку отхода горизонтального ствола располагают ниже динамического уровня жидкости в скважине, перфорируют в боковом стволе тот же продуктивный пласт, затем в вертикальном стволе устанавливают насос двойного действия так, что прием насоса для нефти располагается выше точки отхода бокового ствола, а прием насоса для воды - ниже этой точки, насос



продуктивного пласта в вертикальном стволе и эксплуатируют скважину так, что воду, поступившую вместе с нефтью из бокового горизонтального ствола, закачивают в тот же пласт через вертикальный ствол для ППД без подъема ее на поверхность.

Из доступных источников патентной и научно-технической литературы нам не известна заявленная совокупность отличительных признаков. Следовательно, предлагаемый способ отвечает критерию "существенные отличия".

На чертеже представлена схема размещения глубинно-насосного оборудования в вертикальной скважине с боковым горизонтальным стволом от нее.

Способ осуществляется в следующей последовательности.

На залежи бурят вертикальную добывающую скважину 1. Вскрывают перфорацией 2 продуктивный пласт 3. Устанавливают глубинно-насосное оборудование (насос одинарного действия) и эксплуатируют скважину до истощения продуктивного пласта. Затем извлекают глубинно-насосное оборудование из скважины и нарезают в этой скважине боковой горизонтальный ствол 4 в направлении невыработанной зоны пласта. Точку отхода горизонтального ствола 5 располагают ниже динамического уровня жидкости 6 в скважине, для того чтобы жидкость из бокового горизонтального ствола могла перетекать в вертикальный ствол. Затем вскрывают в боковом горизонтальном стволе перфорацией 7 тот же продуктивный пласт 2.

В вертикальном стволе устанавливают насос двойного действия 8 таким образом, чтобы прием насоса для нефти 9 располагался выше точки отхода бокового ствола 5, а прием насоса для воды 10 - ниже этой точки. Насос оборудуют хвостовиком 11, по которому будет перекачиваться попутная вода в зону закачки. На хвостовике устанавливают пакер 12. Ствол вертикальной скважины от динамического уровня 6 до пакера 12 образует гравитационный сепаратор, в котором происходит разделение воды и нефти в соответствии с их удельными весами. При этом водонефтяной раздел в скважине устанавливается на уровне точки отхода бокового ствола, поскольку нефть, поступившая из бокового ствола в скважину, всплывает в водной среде, и ниже точки отхода оказывается только вода.

Насос двойного действия 8, благодаря выбранному его расположению относительно точки отхода бокового ствола 5, забирает воду из нижней части гравитационного сепаратора через прием 10 и закачивает ее через хвостовик 11 в выработанную часть продуктивного пласта 2, компенсируя частично снижение пластового давления, происходящее вследствие отбора жидкости из того же пласта через боковой горизонтальный ствол 4. Одновременно с этим насос двойного действия забирает смесь нефти и воды из верхней части гравитационного сепаратора через прием 9 и поднимает ее на поверхность.

Ствол вертикальной скважины 1 ниже точки отхода 5 работает как нагнетательная скважина, а выше точки отхода 5 - как добывающая скважина. При этом количество поднимаемой попутной воды снижается за счет возврата ее в продуктивный пласт 3 через хвостовик 11 и перфорацию 2.

Эксплуатация скважин по предлагаемому способу позволяет:

1. Совместить в одной скважине функции добывающей и нагнетательной скважины.
2. За счет возврата попутной воды не допускать снижения пластового давления и добиться экономии воды для системы ППД.
3. Сократить затраты электроэнергии на подъем, подготовку и закачку попутной воды.
4. Снизить обводненность добываемой продукции и тем самым затраты на ее перекачку и обезвоживание.
5. По сравнению со способом сброса попутной воды в другой пласт уменьшить потери нефти и улучшить состояние охраны недр.

Пример конкретного выполнения.

Вертикальная скважина, эксплуатировавшая девонский пласт на глубине 1700 м, достигла



обводненности 75%. В скважине работал одинарный насос с диаметром плунжера 44,5 мм. Динамический уровень находился при этом на глубине 700 м. Было принято решение перевести ее на эксплуатацию по предлагаемому способу.

После извлечения эксплуатационного оборудования из скважины зарезали боковой горизонтальный ствол 4, установив точку отхода 5 на глубине 1000 м, и вскрыли перфорацией 7 тот же продуктивный пласт 3. Заменяли насос одинарного действия насосом двойного действия. При этом решили сохранить производительность скважины по жидкости на том же уровне и при том же режиме откачки. Для этого должно выполняться приближенное соотношение

$$D_{пл}^2 \approx D_n^2 + D_v^2 \quad (1)$$

где  $D_{пл}$  - диаметр плунжера насоса одинарного действия, мм;

$D_n$  - диаметр плунжера насоса двойного действия для нефти, мм;

$D_v$  - то же для воды, мм.

Чтобы нефть не захватывалась плунжером насоса для воды и не закачивалась обратно в пласт, должно выполняться условие:

$$\frac{D_n^2}{D_v^2} \geq \frac{1-B}{B} \quad (2)$$

где  $B$  - обводненность продукции скважины, %.

Путем подбора из стандартных размеров плунжеров находим  $D_n = 27$  мм,  $D_v = 38$  мм. Оба условия удовлетворены. Выбранный насос двойного действия обеспечивает несколько большую производительность (на 9,7%) при том же режиме откачки. Нефть при таком соотношении диаметров плунжеров будет подниматься на поверхность частично с водой.

Затем оцениваем обводненность продукции при таком способе эксплуатации. Количество поднимаемой жидкости на поверхность пропорционально величине  $D_n^2$ . Тогда количество нефти, которая содержится в продукции скважины при данной обводненности и производительности насоса двойного действия, пропорционально

$$(D_n^2 + D_v^2)(1-B) \quad (3)$$

откуда результирующая обводненность продукции составила

$$B_{рез} = 1 - \left[ 1 + \left( \frac{D_v}{D_n} \right)^2 \right] (1-B) \quad (4)$$

Подстановка значений в формулу (4) дает величину  $B_{рез} = 25,5\%$ .

Таким образом, эксплуатация данной скважины по предлагаемому способу снижает обводненность продукции 75% до 25,5%, при этом попутная вода возвращается обратно в свой пласт.

Технико-экономическая эффективность предлагаемого способа разработки обводненной нефтяной залежи складывается за счет совмещения функций добывающей и нагнетательной скважин в одной скважине, возврата части попутно добываемой воды обратно в продуктивный пласт и снижения материальных затрат на добычу нефти.

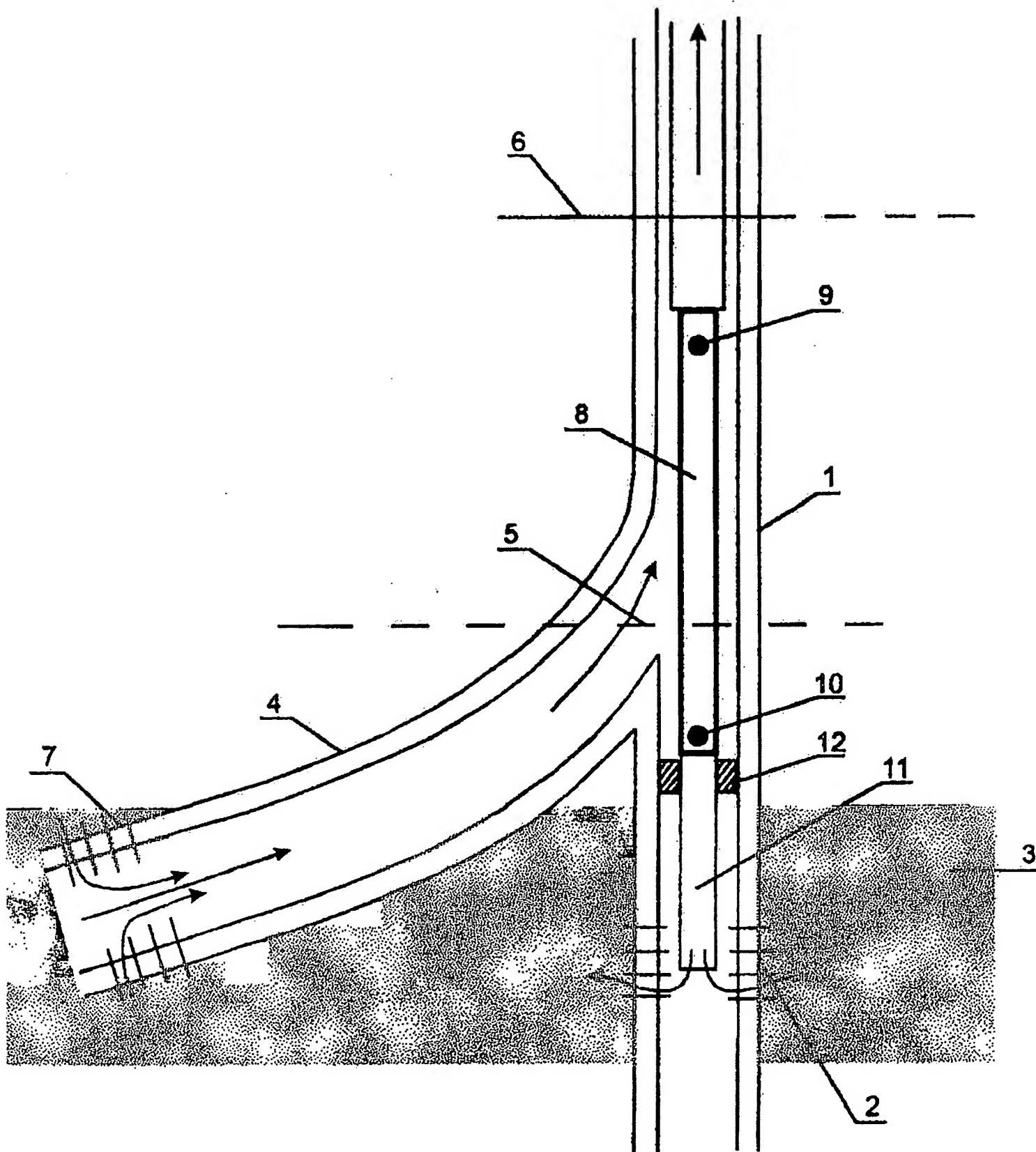
#### ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

Способ разработки обводненной нефтяной залежи, включающий бурение вертикальных скважин и

боковых горизонтальных стволов от них, спуск в вертикальный ствол глубинного насоса и отбор нефти из скважины на поверхность, отличающийся тем, что сначала бурят вертикальную скважину, вскрывают перфорацией продуктивный пласт, извлекают нефть до истощения продуктивного пласта, затем бурят боковой горизонтальный ствол, при этом точку отхода горизонтального ствола располагают ниже динамического уровня жидкости в скважине, перфорируют в боковом стволе тот же продуктивный пласт, затем в вертикальном стволе устанавливают насос двойного действия так, что прием насоса для нефти располагают выше точки отхода бокового ствола, а прием насоса для воды - ниже этой точки, насос снабжен хвостовиком с пакером, который устанавливают в интервале от точки отхода до кровли продуктивного пласта в вертикальном стволе, и эксплуатируют скважину так, что воду, поступившую вместе с нефтью из бокового горизонтального ствола, закачивают в тот же пласт через вертикальный ствол без подъема ее на поверхность.

## РИСУНКИ

Рисунок 1



**This Page is Inserted by IFW Indexing and Scanning  
Operations and is not part of the Official Record**

**BEST AVAILABLE IMAGES**

Defective images within this document are accurate representations of the original documents submitted by the applicant.

Defects in the images include but are not limited to the items checked:

- ☐ **BLACK BORDERS**
- ☐ **IMAGE CUT OFF AT TOP, BOTTOM OR SIDES**
- ☐ **FADED TEXT OR DRAWING**
- ☐ **BLURRED OR ILLEGIBLE TEXT OR DRAWING**
- ☐ **SKEWED/SLANTED IMAGES**
- ☐ **COLOR OR BLACK AND WHITE PHOTOGRAPHS**
- ☐ **GRAY SCALE DOCUMENTS**
- ☐ **LINES OR MARKS ON ORIGINAL DOCUMENT**
- ☐ **REFERENCE(S) OR EXHIBIT(S) SUBMITTED ARE POOR QUALITY**
- ☐ **OTHER: \_\_\_\_\_**

**IMAGES ARE BEST AVAILABLE COPY.**

**As rescanning these documents will not correct the image problems checked, please do not report these problems to the IFW Image Problem Mailbox.**